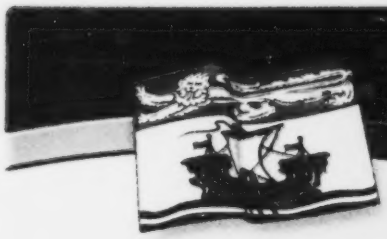

Point Lepreau Refurbishment Review

Dr. Robin Jeffrey

April, 2004

New Nouveau Brunswick CANADA

Point Lepreau Refurbishment Review

P.O. Box 6000
Fredericton
New Brunswick, E3B 5H1
Telephone: (506) 444-6793

The Honourable Bruce Fitch
Minister of Energy
520 King Street
Fredericton, New Brunswick
E3B 6G3

Dear Minister:

In accordance with the terms of reference set out in December 2003, I am pleased to present to you the report on the Point Lepreau Refurbishment Review.

I would like to express appreciation to the participants who contributed to the review and to acknowledge the valuable assistance by officials from New Brunswick Power.

Finally, I wish to thank the staff from the Ministry of Energy for the very great assistance provided.

Respectfully submitted,

Robin Jeffrey

Dr. Robin Jeffrey, FREng

POINT LEPREAU REFURBISHMENT REVIEW

The purpose of the review

In 2002, the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities (PUB) considered the proposal from New Brunswick Power (NB Power) that the Point Lepreau Nuclear Generating Station should be refurbished at an estimated cost of around $1.14 billion to cover all the project, financing and replacement electricity charges. Refurbished in this way, Point Lepreau would then be capable of continuing to supply around 30% of the province's electricity needs for the next 25 years but without refurbishment, the station would only remain operational till around 2010 when it would have to be shut down permanently.

The PUB hearing process was detailed and thorough. In addition to questioning the NB Power witnesses to clarify their submissions, the Commissioners heard evidence from a wide range of interveners. Finally, at the end of this process, the decision of the PUB was that there was no economic case for the proposed refurbishment as filed but noted that there could be non-economic issues outside the scope of the PUB remit that only government could evaluate. Here is what the PUB concluded:

The Board is an economic regulator and has conducted its review from that perspective. In the absence of a clear mandate, it is the opinion of the Board that any assessments, other than economic, must be conducted by government. The Board, in assessing the evidence, has applied the standard of public interest.

The Board, as a result of its review of the evidence in relation to the capacity factor and the cost of capital, finds that there is no significant economic advantage to the proposed refurbishment project. In addition, the Board considers that there are other significant aspects of the refurbishment option for which the economic impact is uncertain. These aspects create additional economic risk which leads the Board to conclude that the refurbishment of Point Lepreau, as outlined in the evidence, is not in the public interest. The Board, therefore, will recommend to the Board of Directors of NB Power that it not proceed with the refurbishment of Point Lepreau.

Since the PUB decision, work has continued on the project but limited to the activities necessary to keeping open the option of completing refurbishment by 2009 compared with a date of 2007 at the time of the PUB hearings. In addition, over the past two years, a number of factors have emerged that now need to be considered in deciding whether or not Point Lepreau should be refurbished including:

- The most recent forecast of the electricity needs of the province shows the demand continuing to grow and that were Point Lepreau to be permanently closed then alternative arrangements would be needed to provide the shortfall.

- Although the projects are significantly different, concern has been expressed on the potential implications of the recent adverse experience in Ontario where restarting Pickering Unit 4 had a cost over-run from $450 million to $1.25 billion and a schedule slip of more than two years.

- Finally, whether or not to refurbish impacts on the generation mix within the province and whatever decision is taken needs to be based on minimizing the cost and risk to the taxpayers and the ratepayers.

To assist in deciding whether or not to refurbish Point Lepreau, the Provincial Government commissioned this review.

How the review process was conducted

All documents considered to be relevant were reviewed including:

- The PUB filings and decision.

- The NB Power board papers and minutes.

- The plant condition assessment report commissioned by NB Power to determine the scope of the project.

- The various Atomic Energy Canada Limited (AECL) contracts, agreements and related documents.

- The minutes of the NB Power refurbishment advisory committee.

- Various NB Power project reports and other documents.

- Responses by NB Power and others to specific queries raised through the review process.

A "top to basement" walk down was made of the Point Lepreau plant supplemented by presentations from site management on a wide variety of topics. A comprehensive series of meetings was held with NB Power officials to collect data and to clarify issues. In addition, meetings were held with the following:

- The independent members of the NB Power board.

- The chairman and other members of the PUB.
- Selected PUB interveners.
- The Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC).
- The union representing the staff of NB Power Nuclear, the IBEW.
- Legal counsel experienced in contract law.
- Senior officials of Ontario Power Generation (OPG) who had been involved in the Pickering restart project.
- The federally owned engineering contractor AECL, who is the original designer of Point Lepreau and the proposed contractor for the refurbishment project.

Throughout the review, valuable assistance was forthcoming from the staff of NB Power and the Department of Energy.

Findings from the review

Terminology; in what follows, there will be discussion of the "refurbishment contract" and the "retubing contract"; for both of these, it is intended that AECL will be the contractor. The first of these contracts covers work outside the reactor and the second, work internal to the reactor. The total scope of the work to be done in refurbishing Point Lepreau is these two contracts plus NB Power's own effort including the work to be done by its own project team and related station activities. This total scope is referred to as the "refurbishment project" or more simply, "the project."

1. Point Lepreau refurbishment and Pickering restart sound similar but are really quite different

A meeting was facilitated between some of the key OPG officials responsible for the Pickering restart project and their counterparts at NB Power. This produced an open and frank exchange about the differences in approach and content of the two projects. There was also a separate, in-depth presentation by AECL officials who had been deeply involved in both the Pickering and Point Lepreau projects.

All of the participants in the above were strongly of the view that the Point Lepreau project was much less complex than the Pickering restart. In part this is because Point Lepreau is a more modern plant with a simpler design; for example, there are only four heat transfer pumps at Point Lepreau compared with 16 at Pickering. As a

consequence of this and the different approach to ongoing investment, there is a substantially smaller scope of work at Point Lepreau with only 32 design changes being required compared with 810 at Pickering.

Also, at Point Lepreau, a full environmental impact assessment was completed as part of the process of finalizing the project scope and it is intended all the engineering and procurement activities will be done well in advance of the plant being shut down rather than being carried out in parallel with construction work. Some $40 million has already been spent on the early work including a detailed condition assessment evaluation, feasibility work on retubing and other activities to define the project content.

At Point Lepreau, a risk mitigation strategy has been implemented based on firm contract prices, selection of an experienced general contractor, an integrated project schedule and a detailed project implementation plan. In addition, the fuel will be removed from the core prior to any work being done on the reactor, a major simplification.

The review concluded the following:

a) Compared with Pickering, the Point Lepreau project has a much smaller extent of work and the project start-up activities have been organised on good project management principles.

b) The approach of using a single general contractor to be responsible for all engineering, scheduling, procurement and site construction supervision should avoid many of the problems that plagued Pickering.

c) A thorough process has been used to determine the scope of the Point Lepreau project.

d) There are sound arrangements to review project risk on a regular basis and also a good progress reporting process.

e) CNSC has been kept fully appraised of the project strategy and content and all regulatory matters are being progressed to plan and in good time.

f) The NB Power board has been kept properly advised on the key issues.

g) On the basis of the above, there are sound reasons to believe that the Point Lepreau refurbishment project can be done without the massive over-runs experienced at Pickering.

2. There are pros and cons to the AECL contracts

Point Lepreau consists of a single reactor. On account of its relatively small size, NB Power has a limited design/safety/engineering in-house capability. Accordingly, NB Power's strategy for the refurbishment project and for the subsequent overlife operation was to enter into a partnering type of arrangement with AECL in order to secure their worldwide knowledge of CANDU technology and their project management expertise not just for the duration of the project but for an extended period thereafter.

The intent is to have four contracts with AECL; the refurbishment contract, the retubing contract, the plant performance contract and the CANDU operations support services (COSS) contract.

The retubing contract covers the replacement of all the reactor calandria tubes, all the pressure tubes and an "at-risk" length of all the feeder supply pipes; this is the first time such an operation has been done on a reactor that has been in service. However, AECL is the design authority for these components and so is uniquely qualified to carry out all the safety and engineering activities required. AECL has also been responsible for installing these components as part of the construction of new reactors. Regarding reactors that have been in service, AECL has managed the replacement of total sets of pressure tubes and has had experience of replacing a small number of calandria tubes and feeder pipes.

Deciding on the contractor for the refurbishment contract is not so clear-cut. AECL has been outstandingly successful in being the lead contractor on new build overseas. However in recent years, AECL has done no significant "general contractor" work on Canadian CANDU plants.

The present estimated value of the refurbishment and retubing contracts is $554 million of which some $37 million is work completed on determining project scope, $479 million is covered by a firm price and $38 million relates to identified work still to be priced. A high percentage of these amounts relate to AECL own costs; these were negotiated and not subject to competition. The review was concerned that NB Power's perceived "need" for AECL created a negotiation approach less determined than would be usual between a purchaser and a potential contractor.

The contracts are on a "firm price" basis rather than a "fixed price", the difference being that the former is subject to escalation through agreed price indices. The effect of this is that NB Power takes the risk that, over the period of the contracts, inflation will increase more than is currently assumed.

These retubing and refurbishment contracts were negotiated in a non-competitive environment. Legal counsel advised that the values of the commercial penalties (e.g. liquidated damages) that can be applied in the event of poor performance by AECL are low; in counsel's opinion, *liquidated damages caps in construction projects are*

commonly set at 25% to 50% of the contract price or designed to remove the profit component plus some percentage of overheads (i.e. so that the contractor is out of pocket).

In the contracts negotiated with AECL, the values of the liquidated damages are only $5 million for the refurbishment contract and $10 for the retubing contract whereas the yardstick of 25%-50% would result in a range of $35 million-$70 million on the refurbishment contract and double those amounts on the retubing contract.

Similarly, the schedule delay penalties are limited to $250,000 per day for the retubing contract and are capped at the level of the liquidated damage sums (i.e. $10 million maximum) corresponding to only 40 days. However, over a 40-day period NB Power will incur interest charges and replacement energy costs amounting to some $30 million.

Clearly there is a serious imbalance between the risks NB Power is exposed to and the penalties of the AECL contracts.

The plant performance contract is an arrangement, over the planned extended plant life period of 25 years, whereby NB Power will pay AECL a bonus when the plant performs above an available capacity of 80% (i.e. lower than has been achieved historically) and conversely AECL will make penalty payments below this figure. (Note; the 80% figure is for the first 15 years only; thereafter it reduces to 75% for penalty payments).

Given the plant has achieved a capacity factor of 83% for the past 20 years and the massive investment being proposed to improve the plant, it is inappropriate that bonus payments to AECL should begin at a capacity factor of 80% particularly as NB Power considers the economic case for the refurbishment investment should be based on a 25-year future performance level of 89%.

All three of the above contracts are signed and prior to signature, all the appropriate NB Power Board and Lieutenant Governor in Council approvals were received. Advice from legal counsel has indicated that these contracts should be capable of being terminated without financial penalty.

The fourth contract, COSS, is presently only an outline covered by a memorandum of understanding. This proposes that NB Power will transfer to AECL certain business activities along with the NB Power staff who currently carry out this work.

The review concluded the following:

a) The selection of AECL as the retubing contractor is appropriate.

b) The logic of having a single general contractor on both the retubing and refurbishment contacts is compelling and the selection of AECL in this role is endorsed.

c) The commercial terms for these two contracts are too biased in favour of AECL with the contract pricing having been set by negotiation and not by competition.

d) The terms of the plant performance contract are also too biased in favour of AECL.

e) The business case for the proposed COSS contract seems ill thought out.

f) The contracts provide that, under defined circumstances, the government can terminate all three contracts without penalty.

Recommendation 1:
The basis of the AECL retubing and refurbishment contracts should be renegotiated in respect of pricing and commercial terms.

Recommendation 2:
These contracts should be put onto a 'fixed price" basis so that AECL takes the escalation risk.

Recommendation 3:
Either the terms of the AECL plant performance contract should be revised so that there is an equitable proportioning of risk and reward or the contract should be terminated.

Recommendation 4:
The negotiations on the CANDU operational support services contract should be terminated.

3. **How realistic is the estimate of the final cost?**

NB Power provided the following information on their current cost estimate:

Table 1: NB Power estimate of refurbishment project cost as at Jan.10, 2004

Item	$m
Item1. Costs expended on determining the scope of the project	37
Item 2. AECL contracts	
• Retube contract; firm price	338
• Refurbishment contract; firm price	141
• Refurbishment contract; non-firm price	38
Item 3. NB Power project team and station costs	77
Item 4. Generation revenue during commissioning	(6)
Item 5. Contingency	36
Item 6. Estimated escalation on items 1 - 5 above	101
Item 7. Interest during construction	173
Total	**935**

Notes:

Total costs expended to March 31, 2004 includes Item 1 plus elements of Items 2, 3, 6 and 7 for a total of $70 million.

Numbers in brackets are a credit to the project.

In its filing to the PUB, NB Power used a figure of $845 million for the value of the project compared with the $935 million above. The increase of $90 million is mainly due to increases in items 6 and 7 caused by the decision to delay the project by two years plus the decision to increase the scope of the retubing contract.

The review concluded the following:

a) Items 1 and 2; as discussed in earlier sections of the report.

b) Item 3; NB Power will have to be disciplined regarding its own in-house project costs, as this will be even more prone to scope creep.

c) Item 5; Within the AECL contracts (Table 1, Item 2), there is a substantial contingency that is quite separate from the project contingency (Item 5). Provided NB Power exercises effective project management control and come down hard on the tendency of nuclear projects to exhibit "scope creep", the combined level of AECL and NB Power contingency is appropriate for Item 2 activities but is considered inadequate overall, see below.

d) Item 6; escalation is calculated using appropriate indeces.

e) Item 7, "interest during construction (IDC)" is outside project control. Issues influencing this will be bank rate and the capital structure of NB Power post-restructuring.

The above addresses the "refurbishment project" cost. However, when analysing the project economics, NB Power also includes the estimated cost of providing the replacement electricity during the 18-month period when Point Lepreau will be shut down for refurbishment. In calculating this it is assumed that there will be a surplus of NB Power generation capacity available (coal, orimulsion or oil) with the cost of replacement generation being based on using the differential between orimulsion and nuclear fuel cycle costs.

In its evidence to the PUB, NB Power estimated the cost of replacement power to be $300 million at 2006/7 price levels.

The "all-up" cost of the project is therefore the sum of the refurbishment project cost plus the replacement electricity cost. At the time of the PUB hearing, this was therefore:

- Refurbishment project cost, $845 million
- Replacement electricity cost, $300 million
- All-up PUB hearing project cost, $1.14 billion.

Based on the information presented to the review, an amended estimate of cost to completion is set out below:

Table 2: Amended all-up estimate of final cost

Item	$m
Total from Table 1 above	935
Item 8. Purchase of electricity equivalent to Point Lepreau's output during the 18-months when the plant is shut down for refurbishment during 2008/9	280
Item 9. Avoidable cost items and capital work to be done, post refurbishment, that should be brought forward to the refurbishment period	80
Item 10. Further contingency	60
Total	**$1.4 billion**

Notes:

Item 9; NB Power presented details of its projected capital expenditure plan for the next ten years or so. Some of this would be avoided were the decision taken not to proceed with the project and close the plant in 2010. These "avoidable" costs should properly be included in the all-up cost estimate. Other items, such as the proposal to replace the plant process computers in 2012, could with advantage be brought forward and done during the refurbishment period since this eliminates the need for a further extended outage at some later date.

Item 10; An additional contingency provision is considered necessary.

Regarding the above, the review concluded the following:

a) The Point Lepreau refurbishment project is complex and will require tough, experienced and committed project management to achieve a successful outcome.

b) With this qualification, the revised cost and schedule estimates for the Point Lepreau refurbishment project are considered to be realistic.

c) However, as the PUB noted, there are several low risk, high cost items that, were they to arise, could result in massive extra costs; for example, steam generator replacement or a major turbine rebuild. The decision that these were low risk was taken on the basis of a thorough, professional evaluation (the condition assessment study). Nonetheless, "low risk" is not "zero probability".

Recommendation 5:
The recently appointed NB Power chief executive should review the project management arrangements and ensure that; a) within the NB Power team, there are the necessary skills, experience and leadership, and b) that the interface with AECL provides the framework for a successful project.

Recommendation 6:
NB Power should develop arrangements for purchasing replacement power aimed at reducing cost and risk.

Recommendation 7:
Rather than delay significant capital work till after the refurbishment outage, this should be done as part of the project.

4. Project economics alone cannot drive the decision

For purposes of the Review, NB Power ran a revised version of the business model based on the new company organisation that will come into effect following restructuring using a discount rate of 10.2% and a capacity factor of 80%. The results from this are set out below:

Table 3: Business modelling results expressed as net present value of the time-based expenditures (November, 2004 money values)

Point Lepreau refurbishment versus a new gas-fired plant.	**Point Lepreau has an economic advantage of $118m (6%) over gas.**
Adjustments 1 A. Remove benefit of selling 35MW outside the province. B. Reduce by 50% the allowance for extra O&M costs. C. Remove benefit of CO_2 credits. D. Increase the capacity factor from 80% to 85%.	**On the basis of the sum of items A - D, Point Lepreau has an economic advantage of $20m (1%) over gas.**
Adjustments 2 E. Assume a 50% cost over-run on the refurbishment contract. F. Assume a 6-month overrun on the refurbishment schedule.	**On the basis of the sum of items A - F, gas has an economic advantage of $150m (8%) over Point Lepreau.**
Adjustment 3 G. Assume gas price rises by 20%. H. Assume CO_2 credits.	**On the basis of the sum of items A - H, PL has an economic advantage of $32m (2%) over gas.**
Notes: In the above, the gas plant option includes a sum of $85 million to make good the underfunding of the Point Lepreau decommissioning provision should the plant close at 2010. Without this penalty, the fossil case would have an improved economic advantage. It is also assumed that orimulsion will be available to provide the replacement electricity for refurbishment. Were oil to be burnt instead, this would penalise refurbishment by some $83 million.	

The review concluded the following;

a) Economic modelling of the refurbishment project compared with the construction of a new fossil plant shows a wide range of outcomes depending on the assumptions.

b) Refurbishment has no clear economic advantage over the construction of a new fossil plant of equivalent capacity.

c) The rationale for the PUB decision in 2002 is as relevant today as it was then.

5. Does the operation performance of Point Lepreau justify this level of expenditure?

Nuclear plants are expensive to build and to refurbish. However, nuclear fuel is cheap and so investment in a nuclear plant can be economically competitive provided the plant operates reliably. One of the measures to judge the latter is termed the 'capacity factor'; that is the electricity actually produced expressed as a percentage of what would have been produced had the plant operated continuously at full output.

To illustrate this, the table below shows the capacity factor from the 100-plus commercial reactors in the USA:

Table 4: USA capacity factors (CF)

Year	CF,%	Year	CF,%
1991	71	1997	74
1992	71	1998	78
1993	73	1999	86
1994	75	2000	88
1995	79	2001	90
1996	77	2002	91

This demonstrates the steady improvement in performance that has been achieved as a consequence of a determined effort by USA utilities focussed on the methodology of the Institute of Nuclear Power Operations, INPO (which in a Canadian context is the related organisation, the World Association of Nuclear Operators, WANO). As a consequence, in the USA, it is highly likely that the majority of utilities will decide to apply for license extension from the present 40 years by a further 20 years on the basis that the investment of funds to do this will benefit shareholders. Well run USA nuclear utilities have a track record of excellence in nuclear performance and this spins off into a high capacity factor and a low unit generation cost.

The equivalent Point Lepreau capacity factor data are:

Table 5: Point Lepreau capacity factors (CF)

Years	CF,%	Years	CF,%
1983/4 - 84/5	92	1995/6 - 96/7	46
1985/6 - 86/7	96	1997/8 - 98/9	75
1987/8 - 88/9	94	1999/00-00/1	64
1989/90-90/1	96	2001/2 - 02/3	77
1991/2 - 92/3	94	2003/4	86
1993/4 - 94/5	95		

The Point Lepreau performance divides into three time periods:

- The first ten years when Point Lepreau was a world leader with capacity factors consistently above 90%.
- The mid-to-late 90s with poor performance attributable to poor maintenance and low investment.
- The last three years when performance has improved but is still significantly below the USA average.

Point Lepreau management is confident that with refurbishment, capacity factors of 89% can be achieved consistently in the future.

The review concluded the following:

a) In the USA, there has been a steady improvement in performance as a consequence of a determined effort by USA utilities focussed on the methodology of the Institute of Nuclear Power Operations, INPO (which in a Canadian context is the related organisation, the World Association of Nuclear Operators, WANO).

b) NB Power needs to continue a dedicated focus on nuclear and operational performance.

c) There is a lack of nuclear experience at NB Power board level.

d) The experience of the USA goes much wider than the discussion on nuclear performance outlined above. Since 1998, there has been a pattern of consolidation within the nuclear industry. Owners of single nuclear plants have concluded that they should either shut down their plant or sell out to multi-plant owners with the resource and the economies of scale necessary to implement the program of excellence required to achieve world class operational performance.

Recommendation 8:
NB Power needs to reinforce its focus on achieving the INPO/WANO objectives.

Recommendation 9:
An NB Power board nuclear committee should be created. The chairman of this committee should be a board member and have independent, nuclear plant expertise.

Recommendation 10:
The provincial government should review what options for alternative ownership structures of Point Lepreau may be possible including lease or partnership.

6. What non-financial considerations might be relevant to the decision?

NB Power provided the following information:

a) Point Lepreau delivers 635 MW of electricity into the New Brunswick system. Were the plant not to be refurbished, the replacement of nuclear by fossil based generation would have a significant adverse impact on New Brunswick's effort to meet its commitments to greenhouse gas reduction; i.e. replacement by coal would contribute around 4 million tonnes of CO_2 and similarly replacement by natural gas would add 2 million tonnes of CO_2.

b) The station employs 600-700 highly skilled employees. Point Lepreau contributes some $70 million annually into the local economy. The present value of this sum over the 25 years of the proposed extended operation is estimated at $1 billion.

c) AECL estimate that up to $50 million could be expended in New Brunswick as a result of the refurbishment work. In support of this initiative, Business New Brunswick has been involved in the promotion and identification of qualified New Brunswick companies.

d) In the execution of the refurbishment and retube work, it is estimated that 450 person-years of labour will be required. The vast majority of trade labour will be supplied from New Brunswick residents.

e) Point Lepreau is the centre of a high technology industry and this has a favourable impact on local schools, universities and community colleges.

f) Uranium fuel is sourced from Canada. It is plentiful and provides a diverse and secure fuel source. Market price fluctuations have little effect on nuclear plant economics unlike fossil fuel prices that have a major impact on fossil generation costs.

g) The table below shows the installed capacity of NB Power plant and also the quantity of electricity produced:

Table 6: Fuel sourcing (data from NB Power annual report 2002-3)

Fuel type	Installed capacity, MW	Installed capacity, %	Energy produced, TWh	Energy produced, %
Nuclear	635	17	4.6	25
Hydro	884	23	5.1	27
Thermal	1923	51	8.7	47
Combustion turbine	327	9	negligible	negligible
Total	3769	100	18.5	100
Note: Were nuclear to be replaced by fossil, there would be a significant reduction in fuel diversity within the province.				

h) Regarding the gas alternative, since the time of the PUB hearings, gas has increased in price, in price volatility and there are now increasing concerns on the lack of supply. The Sable Island gas volumes have depleted rapidly, new offshore supply is uncertain and liquefied natural gas, which could fill the supply void, is still subject to supply risk due to siting, shipping and storage concerns.

The review concluded the following:

a) Security and diversity need a high weighting when considering the decision on whether to refurbish or to build a new fossil plant.

b) The positive attributes of the nuclear fuel cycle are also important. However, there are other issues such as the additional costs that might sometime in the future be added to nuclear generation similar to the cost consequences of the events of 9/11. There is also uncertainty in nuclear decommissioning and waste management costs until a site is selected for the final repository.

c) Issues such as jobs in New Brunswick are important but it would be inappropriate to overemphasise this to the detriment of the ratepayer and the taxpayer.

Recommendation 11:
The New Brunswick government should review the non-economic benefits of the refurbishment project and determine what weighting should be attached to these.

Summary of main conclusions

The following are the main conclusions:

a) Compared with Pickering, the Point Lepreau project has a much smaller extent of work and the project start-up activities have been organised on good project management principles.

b) The approach of using a single general contractor to be responsible for all engineering, scheduling, procurement and site construction supervision should avoid many of the problems that plagued Pickering.

c) AECL, from a technical viewpoint, is the correct choice of contractor.

d) The commercial terms for these two contracts are too biased in favour of AECL with the contract pricing having been set by negotiation and not by competition.

e) The terms of the plant performance contract are also too biased in favour of the AECL.

f) The business case for the proposed COSS contract seems ill thought out.

g) The contracts provide that, under defined circumstances, the government can terminate all three contracts without penalty.

h) The Point Lepreau refurbishment project is complex and will require tough, experienced and committed project management to achieve a successful outcome.

i) With this qualification, the revised cost and schedule estimates for the Point Lepreau refurbishment project are considered to be realistic.

j) Economic modelling of the refurbishment project compared with the construction of a new fossil plant shows a wide range of outcomes depending on the assumptions.

k) Refurbishment has no clear economic advantage over the construction of a new fossil plant of equivalent capacity.

l) The rationale for the PUB decision in 2002 is as relevant today as it was then.

m) In the USA, there has been a steady improvement in performance as a consequence of a determined effort by USA utilities focussed on the methodology of the Institute of Nuclear Power Operations, INPO (which in a Canadian context is the related organisation, the World Association of Nuclear Operators, WANO).

n) NB Power needs to continue a dedicated focus on nuclear and operational performance.

o) There is a lack of nuclear experience at NB Power board level.

p) Security and diversity need a high weighting when considering the decision on whether to refurbish or to build a new fossil plant.

q) Issues such as jobs in New Brunswick are important but it would be inappropriate to overemphasise this to the overall detriment of the ratepayer and the taxpayer.

The way forward

There are three factors that make it difficult to arrive at a clear recommendation on the way forward at this time. These are:

a) First, the uncompetitive nature of the AECL contracts and the concern that they may be overpriced and unduly expose NB Power (and thereby the province) to financial risk.

b) Secondly, the information on the fossil alternatives are based on business planning information and not on contractually binding, competitive tenders.

c) Finally, the significance to be attributed to the non-economic issues.

Clearly there is a need for a decision-making process that is open, accurate and auditable. What is proposed is the following:

Recommendation 12:
To facilitate a decision-making process that is open, based on fact and auditable it is proposed that, in parallel:

a) NB Power invites competitive bids for 635 MW of new capacity backed by a long-term fuel supply contract.

b) NB Power renegotiates the AECL contracts to achieve more competitive prices and commercial terms.

c) The government solicits expressions of interest by nuclear utilities for their interest, in whole or in part, to lease or partner Point Lepreau either pre or post refurbishment.

d) There needs to be a clarification on a number of issues including; a review of electricity requirements within the province, the appropriateness of charging the refurbishment project with replacement power costs and the importance to be attributed to the non-economic issues especially those of security and diversity of electricity supply.

The intent is that all of the above will be completed by the fall of 2004 and so form the basis for a factually based decision on the future structure of electricity generation in the province.

Recommendations

Set out below are the recommendations from the various sections of the review:

1. *The basis of the AECL retubing and refurbishment contracts should be renegotiated in respect of pricing and commercial terms.*

2. *These contracts should be put onto a 'fixed price" basis so that AECL takes the escalation risk.*

3. *Either the terms of the AECL plant performance contract should be revised so that there is an equitable proportioning of risk and reward or the contract should be terminated.*

4. *The negotiations on the CANDU operational support services contract should be terminated.*

5. *The recently appointed NB Power chief executive should review the project management arrangements and ensure that; a) within the NB Power team, there are the necessary skills, experience and leadership, and b) that the interface with AECL provides the framework for a successful project.*

6. *NB Power should develop arrangements for purchasing replacement power aimed at reducing cost and risk.*

7. *Rather than delay significant capital work till after the refurbishment outage, this should be done as part of the project.*

8. *NB Power needs to reinforce its focus on achieving the INPO/WANO objectives.*

9. *An NB Power board nuclear committee should be created. The chairman of this committee should be a board member and have independent, nuclear plant expertise.*

10. *The provincial government should review what options for alternative ownership structures of Point Lepreau may be possible such as sale, lease or partnership.*

11. *The New Brunswick government need to review the non-economic benefits of the refurbishment project and determine what weighting should be attached to these.*

12. *To facilitate a decision-making process that is open, based on fact and auditable it is proposed that, in parallel:*

a) *NB Power invites competitive bids for 635 MW of new capacity backed by a long-term fuel supply contract.*

b) *NB Power renegotiates the AECL contracts to achieve more competitive prices and commercial terms.*

c) *The government solicits expressions of interest by nuclear utilities for their interest, in whole or in part, to lease or partner Point Lepreau either pre or post refurbishment.*

d) *There needs to be a clarification on a number of issues including; a review of electricity requirements within the province, the appropriateness of charging the refurbishment project with replacement power costs and the importance to be attributed to the non-economic issues especially those of security and diversity of electricity supply.*

The intent is that all of the above will be completed by the fall of 2004 and so form the basis for a factually based decision on the future structure of electricity generation in the province.

Examen de la remise à neuf de Point Lepreau

Dr. Robin Jeffrey

avril 2004

New Nouveau Brunswick CANADA

Examen de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

C. P. 6000
Fredericton
Nouveau-Brunswick, E3B 5H1
Téléphone : (506) 444-6793

Monsieur Bruce Fitch
Ministre de l'Énergie
520, rue King
Fredericton (Nouveau-Brunswick)
E3B 6G3

Monsieur le Ministre,

Conformément au mandat que vous m'avez confié en décembre 2003, je suis heureux de vous présenter le rapport de l'examen de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

Je tiens à vous faire part de ma reconnaissance envers les participants qui ont collaboré à l'examen et à remercier les représentants d'Énergie Nouveau-Brunswick pour leur aide inestimable.

Enfin, je désire également remercier les membres du personnel du ministère de l'Énergie pour leur assistance exemplaire.

Je vous soumets le tout respectueusement et je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments les plus distingués.

Robin Jeffrey

Robin Jeffrey, FREng

EXAMEN DE LA REMISE À NEUF DE POINT LEPREAU

Objet de l'examen

En 2002, la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (la CESP) a examiné le projet d'Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) de remettre à neuf la centrale nucléaire de Point Lepreau à un coût approximatif de 1,14 milliard de dollars qui englobe la valeur de tout le projet, du financement et de l'énergie de remplacement. Si elle était remise à neuf de cette façon, la centrale de Point Lepreau pourrait continuer à répondre à environ 30 p. 100 des besoins en électricité de la province au cours des 25 prochaines années. Mais si elle n'était pas remise à neuf, la centrale pourrait seulement être exploitée jusqu'aux alentours de 2010, après quoi elle devrait être fermée en permanence.

Au cours de ses audiences, la CESP a examiné la question avec minutie et en profondeur. Les commissaires ont interrogé les témoins d'Énergie NB pour clarifier leurs exposés et ils ont également entendu les témoignages d'un vaste éventail d'intervenants. À l'issue de cette démarche, la CESP a statué que la remise à neuf proposée ne comportait aucun avantage économique important, mais elle a ajouté qu'il revenait uniquement au gouvernement d'analyser certaines questions (autres que les évaluations économiques) qui ne relevaient pas de son mandat. Voici les conclusions de la CESP :

La Commission est un régulateur économique et c'est sous cet éclairage qu'elle a procédé à son examen. Faute d'un mandat clair, elle est d'avis que les évaluations, sauf les évaluations économiques, doivent être effectuées par le gouvernement. Dans son appréciation de la preuve, elle a appliqué la norme de l'intérêt public.

Par suite de son examen de la preuve relative au facteur de capacité et au coût du capital, la Commission conclut que le projet de remise à neuf proposé ne comporte aucun avantage économique important. De plus, elle considère qu'il existe d'autres aspects significatifs de l'option de la remise à neuf pour lesquels les retombées économiques sont incertaines. Ces aspects créent un risque économique additionnel qui la conduit à conclure que la remise à neuf de Point Lepreau, telle qu'elle a été exposée dans la preuve, est contraire à l'intérêt public. En conséquence, elle recommandera au conseil d'administration d'Énergie NB de ne pas procéder à la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau.

Depuis la décision de la CESP, le travail s'est poursuivi dans le cadre du projet, mais il s'est limité aux activités qui sont essentielles au maintien de la possibilité de mener à terme la remise à neuf d'ici 2009, comparativement à 2007 au moment des audiences de la CESP. En outre, un certain nombre de facteurs se sont manifestés au cours des deux dernières années, et il faudra en tenir compte quand il s'agira de décider si la

centrale de Point Lepreau doit ou ne doit pas être remise à neuf. Voici quelques-uns de ces facteurs :

- Selon les prévisions les plus récentes en ce qui concerne les besoins en électricité de la province, la demande continuera de croître et il faudra prendre des mesures de rechange pour combler le déficit si Point Lepreau devait être définitivement fermée.

- Même si les projets sont passablement différents, les conséquences de l'expérience indésirable vécue récemment en Ontario suscitent des inquiétudes; en effet, les coûts de la remise en service du réacteur n° 4 de la centrale de Pickering sont passés de 450 millions de dollars à 1,25 milliard de dollars et les travaux ont pris plus de deux ans de retard.

- Enfin, la décision de remettre la centrale à neuf ou pas a des conséquences sur les autres moyens de production dans la province, et elle doit tenir compte de l'impératif de minimiser les coûts et les risques pour les contribuables et les abonnés.

Le gouvernement provincial a commandé le présent examen pour l'assister dans la décision de procéder ou non à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

Méthodologie de l'examen

Tous les documents jugés pertinents ont été passés en revue, notamment :

- Les documents déposés devant la CESP et la décision de celle-ci;

- Les documents et les procès-verbaux du conseil d'administration d'Énergie NB;

- Le rapport d'évaluation de l'état de la centrale exécuté à la demande d'Énergie NB dans le but de déterminer l'ampleur du projet;

- Les divers contrats et accords avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL) ainsi que les documents afférents;

- Les procès-verbaux du comité consultatif sur la remise à neuf de la centrale mis sur pied par Énergie NB;

- Les divers rapports de projets et autres documents d'Énergie NB;

- Les réponses d'Énergie NB et d'autres intervenants à des demandes de renseignements particulières qui ont été formulées au cours de l'examen.

La centrale de Point Lepreau a fait l'objet d'une visite exhaustive parsemée d'exposés par les gestionnaires sur une vaste panoplie de sujets. Une série de rencontres ont eu lieu avec les représentants d'Énergie NB dans le but de recueillir des données et de clarifier certains points.

Des rencontres ont également eu lieu avec les personnes et organisations suivantes :

- Les membres indépendants du conseil d'administration d'Énergie NB;
- Le président et d'autres membres de la CESP;
- Des intervenants choisis de la CESP;
- La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN);
- La FIOE, le syndicat qui représente les employés d'Énergie nucléaire NB;
- Un conseiller juridique spécialiste du droit des contrats;
- Les cadres supérieurs d'Ontario Power Generation (OPG) qui se sont occupés du projet de remise en service de la centrale de Pickering;
- L'entrepreneur d'ingénierie du gouvernement fédéral, EACL, qui est le concepteur de la centrale de Point Lepreau et l'entrepreneur proposé pour le projet de remise à neuf.

Les membres du personnel d'Énergie NB et du ministère de l'Énergie ont fourni une aide précieuse tout au long de l'examen.

Conclusions de l'examen

Terminologie : dans les pages qui suivent, nous allons parler du « contrat de remise à neuf » et du « contrat de remplacement des tubes ». Dans les deux cas, il est prévu que EACL sera l'entrepreneur. Le premier contrat porte sur les travaux qui doivent être exécutés à l'extérieur du réacteur et le second, sur les travaux nécessaires à l'intérieur du réacteur. L'ensemble des travaux que nécessitera la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau seront effectués dans le cadre de ces deux contrats et des initiatives d'Énergie NB, notamment le travail qu'effectuera sa propre équipe de gestion de projet et les activités connexes de la centrale. C'est l'ensemble de ces travaux qu'on appelle « le projet de remise à neuf » ou simplement « le projet ».

1. La remise à neuf de Point Lepreau et la réfection de la centrale de Pickering paraissent semblables, mais il s'agit en réalité de deux projets très différents

Une rencontre a été organisée entre certains des principaux cadres d'OPG qui étaient responsables du projet de remise en marche de la centrale de Pickering et leurs homologues d'Énergie NB. Elle a donné lieu à des échanges directs et francs au sujet des différences dans la démarche et le contenu des deux projets. Des représentants d'EACL qui ont collaboré de près aux projets de Pickering et de Point Lepreau ont également fait un exposé approfondi distinct.

Tous les participants aux activités susmentionnées ont convenu que le projet de Point Lepreau est beaucoup moins complexe que la remise en service de la centrale de Pickering, notamment parce que les installations de Point Lepreau sont plus modernes et plus simples de conception. À titre d'exemple, on trouve seulement quatre échangeurs de chaleur à Point Lepreau, comparativement à 16 à Pickering. À cause de cette situation et des différences dans la façon d'envisager les investissements récurrents, l'ampleur des travaux nécessaires à la centrale de Point Lepreau est beaucoup moins considérable, étant donné qu'ils comportent seulement 32 modifications techniques, par rapport à 810 dans le cas de la centrale de Pickering.

En outre, une évaluation en bonne et due forme des impacts sur l'environnement a été effectuée à Point Lepreau dans le cadre de la démarche visant à déterminer la portée du projet, et on prévoit que les activités d'ingénierie et d'achat seront réalisées bien avant que la centrale ne soit fermée, plutôt que parallèlement aux travaux de construction. Environ 40 millions de dollars ont déjà été investis dans les travaux préparatoires, notamment dans l'évaluation approfondie de l'état des lieux, dans l'examen de la faisabilité du remplacement des tubes et dans d'autres activités destinées à cerner la portée du projet.

Une stratégie d'atténuation des risques a été mise en œuvre à Point Lepreau grâce à des marchés à prix ferme, au choix d'un entrepreneur général expérimenté, à un échéancier de projet intégré et à un plan de mise en œuvre détaillé. De plus, le combustible sera retiré du cœur du réacteur avant que les travaux ne débutent, ce qui simplifiera beaucoup les choses.

Voici les conclusions qu'on peut tirer de l'examen :

a) Comparativement à celui de Pickering, le projet de Point Lepreau nécessite des travaux de moindre envergure, et les activités de démarrage ont été organisées en fonction des principes appropriés.

b) La décision de confier à un entrepreneur général unique la responsabilité des travaux de génie, de l'établissement de l'échéancier, des achats et de la surveillance de la construction devrait permettre d'éviter bon nombre des problèmes qui se sont manifestés à Pickering.

c) Une démarche minutieuse a été employée pour déterminer l'ampleur du projet de Point Lepreau.

d) Des dispositions appropriées ont été prises pour évaluer périodiquement les risques du projet et pour produire les rapports d'étape nécessaires.

e) La CCSN a toujours été tenue au courant de la stratégie et de la nature du projet et de faire progresser toutes les questions réglementaires conformément aux prévisions et en temps opportun.

f) Les membres du conseil d'administration d'Énergie NB ont été bien renseignés au sujet des principaux enjeux.

g) Compte tenu de ce qui précède, il existe de bonnes raisons de croire que le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau pourrait être réalisé sans les énormes dépassements de coûts qui ont été enregistrés à Pickering.

2. Les contrats avec EACL : le pour et le contre

La centrale de Point Lepreau se compose d'un réacteur unique. En raison de sa taille relativement petite, Énergie NB dispose, au sein de son effectif, de compétences limitées en matière de conception, de sécurité et d'ingénierie. C'est la raison pour laquelle Énergie NB a adopté comme stratégie, pour les besoins du projet de remise à neuf et pour l'exploitation subséquente de la centrale, de conclure un genre de partenariat avec EACL dans le but de bénéficier de ses connaissances reconnues à l'échelle mondiale dans le domaine de la technologie CANDU ainsi que de ses compétences en gestion de projets, et ce non seulement pour la durée du projet, mais aussi pendant une période prolongée par la suite.

On prévoit conclure avec EACL les quatre marchés suivants : le contrat de remise à neuf, le contrat de remplacement des tubes, l'entente relative au rendement de la centrale et l'entente relative au service de soutien à l'exploitation du réacteur CANDU.

Le contrat de remplacement des tubes permettra de changer tous les tubes de calandre et les tubes de force ainsi que les sections « à risque » de tous les tubes de liaison. C'est la première fois qu'une telle manœuvre sera réalisée dans un réacteur qui a déjà été en service. Mais EACL fait autorité en matière de conception de ces composants et dispose des compétences spécialisées pour réaliser toutes les activités nécessaires en matière de sûreté et d'ingénierie. EACL a aussi été responsable de l'installation de ces composants lors de la construction de nouveaux réacteurs. En ce qui concerne les réacteurs qui ont déjà été en service, EACL a géré le remplacement de séries complètes de tubes de force et a de l'expérience dans le remplacement de petits nombres de tubes de calandre et de tubes de liaison.

Le choix de l'entrepreneur qui obtiendra le contrat de remise à neuf n'est pas si simple. EACL a connu énormément de succès comme entrepreneur principal dans la construction de nouvelles installations à l'étranger. Mais ces dernières années, elle n'a pas obtenu de mandat important comme « entrepreneur général » relativement aux centrales CANDU canadiennes.

La valeur estimative actuelle des contrats de remise à neuf et de remplacement des tubes se chiffre à 554 millions de dollars, dont environ 37 millions correspondent à des travaux exécutés en vue de déterminer la portée du projet, 479 millions de dollars représentent un marché à prix ferme et 38 millions de dollars sont réservés à des travaux déterminés qui ne sont pas encore tarifés. Une proportion élevée de ces sommes correspond aux coûts propres de EACL, lesquels ont été négociés sans appel d'offres concurrentiel. L'impression qu'Énergie NB a « besoin » de EACL a, semble-t-il, donné lieu à des négociations moins serrées qu'elles le sont habituellement entre un acheteur et un entrepreneur potentiel.

Les contrats avec EACL sont basés sur un « prix ferme », plutôt que sur un « prix fixe ». À la différence d'un contrat à prix fixe, dans le cadre d'un marché à prix ferme, Énergie NB prend le risque que l'inflation soit supérieure aux prévisions actuelles pendant la durée de l'entente.

Ces contrats de remise à neuf et de remplacement des tubes ont été négociés dans un contexte non concurrentiel. L'avis juridique signale que les sanctions commerciales qui peuvent être imposées en cas d'exécution déficiente de la part de EACL (c.-à-d. les dommages-intérêts conventionnels) sont modestes. Selon le conseiller juridique, *la valeur des dommages-intérêts conventionnels dans les marchés de construction va normalement de 25 p. 100 à 50 p. 100 de la valeur du contrat et sont calculés de façon à récupérer le bénéfice et un certain pourcentage des frais généraux (pour forcer l'entrepreneur à débourser).*

Dans les contrats négociés avec EACL, la valeur des dommages-intérêts conventionnels se chiffre à seulement cinq millions de dollars pour la remise à neuf, et à dix millions de dollars pour le remplacement des tubes, alors que selon la norme des 25 à 50 p. 100, elle devrait atteindre de 35 millions à 70 millions de dollars dans le cas du contrat de remise à neuf et le double de ces montants dans celui du contrat de remplacement des tubes.

Dans un même ordre d'idées, la sanction prévue par le contrat de remplacement des tubes en cas de retard dans l'échéancier est limitée à 250 000 $ par jour et ne peut dépasser la valeur des dommages-intérêts conventionnels (c.-à-d. 10 millions de dollars au maximum), ce qui correspond à seulement 40 jours. Pourtant, au cours d'une période de 40 jours, Énergie NB devrait assumer des frais d'intérêts et les coûts de l'énergie de remplacement, ce qui représenterait environ 30 millions de dollars.

Il existe manifestement un déséquilibre considérable entre les risques auxquels s'expose Énergie NB et les sanctions que prévoient les contrats avec EACL.

L'entente relative au rendement de la centrale est un arrangement valable pour 25 ans qui couvre la durée prévue de la vie prolongée de la centrale et en vertu duquel Énergie NB versera une prime à EACL lorsque la centrale dépassera le seuil de capacité disponible de 80 p. 100 (c.-à-d. un seuil inférieur au rendement normal de la centrale) et, réciproquement, EACL acquittera des sanctions pécuniaires lorsque la capacité disponible sera inférieure à ce chiffre. (Remarque : le seuil demeurera à 80 p. 100 pendant les 15 premières années seulement; par la suite, il s'établira à 75 p. 100 pour fins des sanctions pécuniaires.)

Cette entente relative au rendement de la centrale a aussi été négociée sans appel d'offres concurrentiel.

Étant donné que le facteur de capacité de la centrale au cours des 20 dernières années se chiffre à 83 p. 100 et compte tenu de l'investissement colossal qu'il faudrait consentir pour moderniser les installations, il est illogique que EACL touche des primes dès que le facteur de capacité dépassera 80 p. 100, en particulier si Énergie NB juge que l'investissement dans la remise à neuf n'est justifié que si le rendement de la centrale atteint un facteur de capacité de 89 p. 100 pendant une période de 25 ans.

Les trois contrats susmentionnés ont été signés après l'obtention des approbations nécessaires du conseil d'administration d'Énergie NB et du lieutenant-gouverneur en conseil. Selon l'avis juridique, tous ces contrats devraient pouvoir être résiliés sans sanction pécuniaire.

Le quatrième contrat, l'entente relative au service de soutien à l'exploitation du réacteur CANDU, revêt actuellement la forme d'une ébauche qui fait l'objet d'un protocole d'entente. Il prévoit qu'Énergie NB transférera à EACL certaines activités commerciales ainsi que les employés qui en sont responsables.

Voici les conclusions qu'on peut tirer de l'examen :

a) Le choix de EACL comme entrepreneur pour le remplacement des tubes est opportun.

b) En toute logique, un entrepreneur général unique devrait obtenir les contrats de remplacement des tubes et de remise à neuf, et le choix de EACL dans ce rôle est entériné.

c) Les conditions commerciales de ces deux contrats sont excessivement favorables à EACL, étant donné que les prix ont été fixés à l'issue d'une négociation, plutôt que d'un appel d'offres concurrentiel.

d) Les conditions de l'entente relative au rendement de la centrale sont aussi excessivement favorables à EACL.

e) L'analyse de rentabilité de l'entente relative au service de soutien à l'exploitation du réacteur CANDU semble mal conçue.

f) Les ententes prévoient que dans certaines circonstances précises, le gouvernement pourra résilier les trois contrats sans pénalité.

Recommandation 1 :
Il faudrait renégocier le fondement des contrats de remplacement des tubes et de remise à neuf pour en modifier les prix et les conditions commerciales.

Recommandation 2 :
Ces ententes devraient prévoir un « prix fixe » de façon à faire assumer à EACL le risque de l'actualisation.

Recommandation 3 :
À défaut de résilier le contrat, il faudrait revoir les conditions de l'entente relative au rendement de la centrale conclue avec EACL de façon à répartir équitablement les risques et les bénéfices.

Recommandation 4 :
Les négociations au sujet de l'entente relative au service de soutien à l'exploitation du réacteur CANDU devraient être rompues.

3. L'évaluation du coût final est-elle réaliste?

Énergie NB a fourni les renseignements suivants au sujet de l'évaluation qu'elle fait actuellement du coût.

Tableau 1 – Évaluation du coût du projet de remise à neuf par Énergie NB en date du 10 janvier 2004

Postes	Millions de $
Poste 1 – Coûts engagés pour déterminer la portée du projet.	37
Poste 2 – Contrats avec EACL :	
• Contrat de remplacement des tubes à prix ferme;	338
• Contrat de remise à neuf à prix ferme;	141
• Contrat de remise à neuf à prix actualisable.	38
Poste 3 – Coûts de l'équipe du projet et de la centrale d'Énergie NB.	77
Poste 4 – Recettes de production pendant la mise en service.	(6)
Poste 5 – Éventualités.	36
Poste 6 – Indexation estimative des postes 1 à 5 ci-dessus.	101
Poste 7 – Intérêts pendant la construction.	173
Total	**935**

Remarques :

Le total des coûts payés jusqu'au 31 mars 2004 englobe le poste 1 et certains éléments des postes 2, 3, 6 et 7, et il se chiffre à 70 millions de dollars.

Le chiffre entre parenthèses a été porté au crédit du projet.

Dans les documents qu'Énergie NB a déposés devant la CESP, la société a chiffré la valeur du projet à 845 millions de dollars, comparativement aux 935 millions de dollars mentionnés ci-dessus. Cette augmentation de 90 millions de dollars est surtout imputable aux hausses enregistrées au titre des postes 6 et 7 par suite de la décision de reporter le projet de deux ans et de celle d'élargir la portée du contrat de remplacement des tubes.

Voici les conclusions qu'on peut tirer de l'examen :

a) Nous avons discuté des postes 1 et 2 dans les pages qui précèdent.

b) Poste 3 : Énergie NB devra faire preuve de discipline dans sa gestion des coûts internes du projet, puisqu'ils sont les plus susceptibles de « gonfler ».

c) Poste 5 : Les contrats avec EACL (poste 2 du tableau 1) prévoient une importante réserve pour éventualités qui est tout à fait distincte de la réserve pour éventualités du projet (poste 5). Dans la mesure où Énergie NB exerce un contrôle réel de la gestion du projet et contrecarre la tendance à la « fuite en avant » qu'ont les projets dans le domaine nucléaire, la valeur combinée des réserves pour éventualités de EACL et d'Énergie NB est suffisante pour les activités prévues au poste 2, mais elle peut être qualifiée d'inadéquate dans l'ensemble (voir ci-dessous).

d) Poste 6 : L'indexation est calculée à l'aide des indices appropriés.

e) Le poste 7 (intérêts pendant la construction) ne relève pas de la gestion du projet. Les éléments susceptibles d'avoir une influence sur ce poste sont le taux d'escompte et la structure financière d'Énergie NB après sa restructuration.

Ce qui précède règle la question des coûts du « projet de remise à neuf ». Mais lorsque Énergie NB analyse la justification économique du projet, elle tient aussi compte du coût prévu de l'approvisionnement en électricité de remplacement pendant la période de 18 mois au cours de laquelle la centrale de Point Lepreau sera fermée pour être remise à neuf. Ce calcul est basé sur l'hypothèse selon laquelle Énergie NB aura une production excédentaire (de ses centrales au charbon, à l'orimulsion ou au mazout), et le coût de l'énergie de remplacement tient compte de l'écart de prix entre le cycle du combustible nucléaire et celui de l'orimulsion.

Dans la preuve qu'elle a faite devant la CESP, Énergie NB a évalué le coût de l'énergie de remplacement à 300 millions de dollars aux prix de 2006-2007.

Le coût global du projet équivaut donc à la somme du coût du projet de remise à neuf et de celui de l'électricité de remplacement. Au moment des audiences de la CESP, ces coûts se chiffraient comme suit :

- Coût du projet de remise à neuf : 845 millions de dollars;
- Coût de l'électricité de remplacement : 300 millions de dollars;
- Coût global du projet au moment des audiences de la CESP : 1,14 milliard de dollars.

Compte tenu des renseignements qui ont été fournis dans le cadre de l'examen, voici l'évaluation révisée des coûts de la réalisation du projet.

Tableau 2 – Évaluation globale modifiée du coût final

Postes	Millions de $
Total du tableau 1 ci-dessus.	935
Poste 8. – Achats d'électricité équivalents à la production de Point Lepreau pendant les 18 mois au cours desquels la centrale sera fermée pour la remise à neuf en 2008-2009.	280
Poste 9. – Coûts évitables et travaux d'immobilisation prévus après la remise à neuf qui devraient être devancés au cours de la période de la remise à neuf.	80
Poste 10. – Réserve additionnelle pour éventualités.	60
Total	**1 400**

Remarques :

Poste 9 : Énergie NB a présenté la ventilation de son plan d'immobilisations pour les dix prochaines années. Certaines de ces dépenses pourraient être évitées s'il était décidé de ne pas réaliser le projet et de fermer la centrale en 2010. Ces coûts « évitables » doivent être inclus dans l'évaluation globale du coût final. D'autres postes, comme le projet de remplacer les ordinateurs industriels de la centrale en 2012, pourraient avantageusement être devancés pendant la période de remise à neuf de façon à éviter de devoir fermer la centrale pendant une période prolongée dans quelques années.

Poste 10 : Une réserve additionnelle pour éventualités est jugée nécessaire.

Compte tenu de ce qui précède, voici les conclusions qu'on peut tirer de l'examen :

a) Le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau est complexe et son succès exige qu'il soit dirigé par des gestionnaires de projet solides, expérimentés et dévoués.

b) Compte tenu de cette réserve, l'évaluation révisée des coûts et l'échéancier du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau sont jugés réalistes.

c) Toutefois, comme l'a fait remarquer la CESP, si certains incidents à faible risque et à coût élevé devaient se produire, les coûts additionnels pourraient être énormes. À titre d'exemple, il suffit de mentionner le remplacement d'un générateur de vapeur ou la reconstruction d'une turbine. La décision de considérer ces incidents comme peu susceptibles de se produire a été prise à la suite d'une évaluation minutieuse par des spécialistes (l'évaluation de l'état de la centrale). Quoi qu'il en soit, « faible risque » n'équivaut pas à « aucune probabilité ».

Recommandation 5 :
Le nouveau président et directeur général d'Énergie NB devrait passer en revue les ententes sur la gestion du projet dans le but de s'assurer premièrement que l'équipe d'Énergie NB dispose des compétences, de l'expérience et du leadership nécessaires et, deuxièmement, que les corrélations avec EACL permettent d'établir un contexte propice à la réussite du projet.

Recommandation 6 :
Énergie NB devrait prendre des dispositions pour l'achat de l'énergie de remplacement dans le but de réduire ses coûts et d'amoindrir les risques.

Recommandation 7 :
Les importants travaux d'immobilisation qui ont été repoussés après le début de la remise à neuf devraient être intégrés au projet.

4. Les aspects économiques du projet ne doivent pas être les seuls fondements de la décision.

Pour les besoins de l'examen, Énergie NB a étudié la version révisée du modèle d'entreprise en tenant compte d'un taux d'escompte de 10,2 p. 100 et d'un facteur de capacité de 80 p. 100 et en se basant sur la nouvelle structure organisationnelle qui entrera en vigueur après la restructuration. Les résultats se trouvent ci-dessous.

Tableau 3 – Résultats du modèle d'entreprise exprimés sous forme de valeur actuelle nette des dépenses temporelles (en dollars de novembre 2004)

La remise à neuf de Point Lepreau comparativement à la construction d'une centrale au gaz naturel.	**Au plan économique, Point Lepreau présente un avantage de 118 millions de dollars (6 p. 100) par rapport au gaz naturel.**
Première série de rajustements A. Soustraire le produit de la vente de 35MW de la production de Point Lepreau à l'extérieur de la province. B. Réduire de 50 p. 100 la provision additionnelle pour les coûts O.M. C. Soustraire le bénéfice des crédits de CO_2. D. Faire passer le facteur de capacité de 80 p. 100 à 85 p. 100.	**En faisant la somme des rajustements A à D, on constate qu'au plan économique, Point Lepreau présente un avantage de 20 millions de dollars (1 p. 100) par rapport au gaz naturel.**
Deuxième série de rajustements E. Retenir l'hypothèse d'un dépassement des coûts de 50 p. 100 dans le cadre du contrat de remise à neuf. F. Retenir l'hypothèse d'un retard de six mois dans l'échéancier de la remise à neuf.	**En faisant la somme des rajustements A à F, on constate qu'au plan économique, le gaz naturel présente un avantage de 150 millions de dollars (8 p. 100) par rapport à Point Lepreau.**
Troisième série de rajustements G. Retenir l'hypothèse d'une augmentation de 20 p. 100 du prix du gaz naturel. H. Retenir l'hypothèse des crédits de CO_2.	**En faisant la somme des rajustements A à H, on constate qu'au plan économique, Point Lepreau présente un avantage de 32 millions de dollars par rapport au gaz naturel.**

Remarques :

Dans le tableau ci-dessus, le total pour la centrale au gaz naturel comprend une somme de 85 millions de dollars destinée à remédier à la sous-capitalisation de la provision pour le déclassement de Point Lepreau si la centrale devait fermer en 2010. Sans cette charge, les arguments en faveur du combustible fossile présenteraient un meilleur avantage économique.

On tient également pour acquis qu'on pourra se procurer de l'orimulsion pour produire de l'électricité de remplacement pendant la remise à neuf. S'il fallait plutôt s'approvisionner en mazout, la remise à neuf coûterait environ 83 millions de dollars de plus.

Voici les conclusions qu'on peut tirer de l'examen :

a) Comparativement au modèle économique de la construction d'une nouvelle centrale au combustible fossile, celui du projet de remise à neuf donne tout un éventail de résultats selon les hypothèses de départ.

b) La remise à neuf ne présente aucun avantage économique manifeste par rapport à la construction d'une centrale au combustible fossile d'une capacité équivalente.

c) Les motifs de la décision prise en 2002 par la CESP sont aussi valables aujourd'hui qu'ils l'étaient à ce moment-là.

5. Le rendement de la centrale de Point Lepreau justifie-t-il des dépenses de cette envergure?

Les centrales nucléaires sont coûteuses à construire et à remettre à neuf. Par contre, le combustible nucléaire est très abordable, ce qui fait que l'investissement dans une centrale nucléaire peut donner un rendement économique concurrentiel si la centrale fonctionne de manière fiable. L'une des unités de mesure dont on se sert pour en évaluer la fiabilité est le « facteur de capacité », c'est-à-dire le rapport exprimé en pourcentage entre l'électricité réellement produite et celle qui aurait pu être produite si la centrale avait fonctionné continuellement à plein régime.

À titre d'exemple, le tableau qui suit donne le facteur de capacité global des quelque 100 réacteurs commerciaux exploités aux États-Unis.

Tableau 4 – Facteur de capacité (FC) des réacteurs aux États-Unis

Années	FC (%)	Années	FC (%)
1991	71	1997	74
1992	71	1998	78
1993	73	1999	86
1994	75	2000	88
1995	79	2001	90
1996	77	2002	91

Ces chiffres témoignent de l'amélioration constante du rendement qui a été obtenue grâce aux efforts déterminés des services publics américains qui ont adopté la méthodologie de l'Institute of Nuclear Power Operations (INPO) qui, dans le contexte du Canada, est l'organisation reliée à l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (AMECN). C'est la raison pour laquelle il est fort probable que la majorité des entreprises de service public des États-Unis vont prendre la décision de

demander d'ajouter 20 ans à la durée de leur licence actuelle de 40 ans en invoquant le fait que les investissements qui en découleraient seront avantageux pour leurs actionnaires. Aux États-Unis, les installations nucléaires qui sont bien tenues obtiennent constamment un excellent rendement, ce qui se traduit par un facteur de capacité élevé et des coûts de production unitaires faibles.

Voici les facteurs de capacité équivalents pour Point Lepreau :

Tableau 5 - Facteur de capacité (FC) de la centrale de Point Lepreau.

Années	FC (%)	Années	FC (%)
De 1983-1984 à 1984-1985	92	De 1995-1996 à 1996-1997	46
De 1985-1966 à 1986-1987	96	De 1997-1998 à 1998-1999	75
De 1987-1988 à 1988-1989	94	De 1999-2000 à 2000-2001	64
De 1989-1990 à 1990-1991	96	De 2001-2002 à 2002-2003	77
De 1991-1992 à 1992-1993	94	2003-2004	86
De 1993-1994 à 1994-1995	95		

On peut diviser le rendement de la centrale de Point Lepreau en trois périodes :

- Les dix premières années, la centrale de Point Lepreau était à l'avant-garde à l'échelle mondiale et son facteur de capacité dépassait constamment 90 p. 100.

- Du milieu à la fin des années 90, le piètre rendement de la centrale s'explique par un entretien médiocre et de faibles investissements.

- Les trois dernières années, le rendement s'est amélioré, mais il est demeuré bien inférieur à la moyenne américaine.

La direction de Point Lepreau est confiante d'atteindre de façon constante un facteur de capacité de 89 p. 100 après la remise à neuf.

Voici les conclusions qu'on peut tirer de l'examen :

a) Aux États-Unis, on a enregistré une amélioration constante du rendement grâce aux efforts déterminés des services publics américains qui ont adopté la méthodologie de l'Institute of Nuclear Power Operations (INPO) qui, dans le contexte du Canada, est l'organisation reliée à l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (AMECN).

b) Énergie NB doit continuer à mettre l'accent sur le rendement nucléaire et opérationnel.

c) Le conseil d'administration d'Énergie NB manque d'expérience dans le domaine nucléaire.

d) L'évolution du secteur nucléaire aux États-Unis dépasse de loin la simple discussion sur le rendement que nous avons abordée ci-dessus. Depuis 1998, la tendance est aux fusions dans l'industrie nucléaire. Les propriétaires qui possèdent une seule centrale sont venus à la conclusion qu'ils devaient soit fermer leurs portes, soit vendre à des propriétaires de plusieurs centrales qui bénéficient des ressources et des économies d'échelle dont ils ont besoin pour entreprendre le programme d'excellence qu'ils doivent mettre sur pied pour obtenir un rendement opérationnel de calibre mondial.

Recommandation 8 :
Énergie NB devrait se concentrer davantage sur la réalisation des objectifs de l'INPO et de l'AMECN.

Recommandation 9 :
Énergie NB devrait mettre sur pied un comité chargé des questions nucléaires au sein de son conseil d'administration. Le président de ce comité devrait être un membre du conseil d'administration qui a une expérience autonome des centrales nucléaires.

Recommandation 10 :
Le gouvernement provincial devrait examiner les solutions de rechange possibles en ce qui concerne la propriété de Point Lepreau, y compris la location et les partenariats.

6. Quels facteurs non financiers doivent être pris en considération dans la décision?

Énergie NB a fourni les renseignements suivants à ce sujet :

a) Point Lepreau livre 635 MW d'électricité au réseau du Nouveau-Brunswick. Si la centrale n'est pas remise à neuf, le remplacement de la production nucléaire par de l'énergie produite au moyen de combustible fossile nuirait beaucoup aux efforts déployés par le Nouveau-Brunswick dans le but de respecter son engagement de réduire ses émissions de gaz à effet de serre. En effet, son remplacement par une centrale au charbon ou au gaz naturel ferait augmenter les rejets de CO_2 d'environ quatre millions de tonnes et deux millions de tonnes respectivement.

b) De 600 à 700 employés hautement spécialisés travaillent à la centrale. Point Lepreau injecte environ 70 millions de dollars chaque année dans l'économie locale. La valeur actuelle de cette contribution au cours des 25 années que le projet permettrait d'ajouter à l'exploitation de la centrale est estimée à un milliard de dollars.

c) EACL a calculé que les travaux de remise à neuf allaient entraîner des dépenses pouvant atteindre 50 millions de dollars au Nouveau-Brunswick. Pour soutenir cette initiative, Entreprises Nouveau-Brunswick a participé à la promotion et au recensement des sociétés qualifiées du Nouveau-Brunswick.

d) On prévoit que la réalisation des projets de remise à neuf et de remplacement des tubes exigera 450 années-personnes de travail. La grande majorité des ouvriers spécialisés nécessaires seront des résidents du Nouveau-Brunswick.

e) Point Lepreau est la pierre angulaire d'une industrie de technologie de pointe et a des retombées intéressantes pour les écoles, les universités et les collèges communautaires de la région.

f) Le combustible d'uranium proviendra du Canada. On en trouve en abondance, et les sources de combustible sont diversifiées et fiables. Les fluctuations des prix sur le marché ont peu d'incidence sur la rentabilité de la centrale, contrairement aux prix des combustibles fossiles qui ont un impact considérable sur la production d'énergie fossile.

g) Le tableau ci-dessous fait état de la capacité installée dans les centrales d'Énergie NB ainsi que de la quantité d'électricité que celles-ci produisent.

Tableau 6 – Sources de combustibles (données tirées du rapport annuel 2002-2003 d'Énergie NB)

Genre de centrale	Capacité installée (MW)	Capacité installée (%)	Énergie produite (TWh)	Énergie produite (%)
Nucléaire	635	17	4,6	25
Hydroélectrique	884	23	5,1	27
Thermique	1 923	51	8,7	47
Turbine à combustion	327	9	négligeable	négligeable
Totaux	3 769	100	18,5	100
Remarque : S'il faut remplacer l'énergie nucléaire par l'énergie fossile, la diversité des combustibles diminuera considérablement dans la province.				

h) En ce qui concerne la solution du gaz naturel, les prix et la volatilité des prix du gaz ont augmenté depuis la fin des audiences de la CESP, et on s'inquiète de plus en plus du manque de sources d'approvisionnement. Les volumes de gaz à l'île de Sable se sont taris rapidement, les nouvelles sources au large sont incertaines et l'approvisionnement en gaz naturel liquéfié, qui pourrait remédier à la pénurie, est encore risqué en raison de problèmes de situation, de livraison et de stockage.

Voici les conclusions qu'on peut tirer de l'examen :

a) Il faudra accorder une pondération élevée à la sécurité et à la diversité quand on prendra la décision de remettre la centrale à neuf ou de construire une nouvelle centrale au combustible fossile.

b) Les qualités du cycle du combustible nucléaire sont également importantes. Cependant, il faut tenir compte d'autres questions comme celle des coûts additionnels que pourraient devoir assumer à un moment donné dans l'avenir les exploitants de centrales nucléaires, comme ce fut le cas après les événements du 11 septembre 2001. Il règne également une certaine incertitude au sujet des coûts du déclassement des installations nucléaires et de la gestion des déchets jusqu'à ce qu'on trouve un lieu où ils pourront être définitivement stockés.

c) Les emplois créés au Nouveau-Brunswick revêtent aussi de l'importance, mais il serait inopportun de leur en accorder une trop grande au détriment de l'ensemble des abonnés et des contribuables.

Recommandation 11 :
Le gouvernement du Nouveau-Brunswick doit réexaminer les avantages non économiques du projet de remise à neuf dans le but de déterminer l'importance qu'il faudrait leur accorder.

Résumé des principales conclusions

Voici les principales conclusions :

a) Comparativement à celui de Pickering, le projet de Point Lepreau nécessite des travaux de moindre envergure, et les activités de démarrage ont été organisées en fonction des principes appropriés.

b) La décision de confier à un entrepreneur général unique la responsabilité des travaux de génie, de l'établissement de l'échéancier, des achats et de

la surveillance de la construction devrait permettre d'éviter bon nombre des problèmes qui se sont manifestés à Pickering.

c) D'un point de vue technique, la décision de choisir EACL comme entrepreneur est la bonne.

d) Les conditions commerciales de ces deux contrats sont excessivement favorables à EACL, étant donné que les prix ont été fixés à l'issue d'une négociation, plutôt que d'un appel d'offres concurrentiel.

e) Les conditions de l'entente relative au rendement de la centrale sont aussi excessivement favorables à EACL.

f) L'analyse de rentabilité de l'entente relative au service de soutien à l'exploitation du réacteur CANDU semble mal conçue.

g) Les ententes prévoient que dans certaines circonstances précises, le gouvernement pourra résilier les trois contrats sans pénalité.

h) Le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau est complexe et son succès exige qu'il soit dirigé par des gestionnaires de projet solides, expérimentés et dévoués.

i) Compte tenu de cette réserve, l'évaluation révisée des coûts et l'échéancier du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau sont jugés réalistes.

j) Comparativement au modèle économique de la construction d'une nouvelle centrale au combustible fossile, celui du projet de remise à neuf donne tout un éventail de résultats selon les hypothèses de départ.

k) La remise à neuf ne présente aucun avantage économique manifeste par rapport à la construction d'une centrale au combustible fossile d'une capacité équivalente.

l) Les motifs de la décision prise en 2002 par la CESP sont aussi valables aujourd'hui qu'ils l'étaient à ce moment-là.

m) Aux États-Unis, on a enregistré une amélioration constante du rendement grâce aux efforts déterminés des services publics américains qui ont adopté la méthodologie de l'Institute of Nuclear Power Operations (INPO) qui, dans le contexte du Canada, est l'organisation reliée à l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (AMECN).

n) Énergie NB doit continuer à mettre l'accent sur le rendement nucléaire et opérationnel.

o) Le conseil d'administration d'Énergie NB manque d'expérience dans le domaine nucléaire.

p) Il faudra accorder une pondération élevée à la sécurité et à la diversité quand on prendra la décision de remettre la centrale à neuf ou de construire une nouvelle centrale au combustible fossile.

q) Les emplois créés au Nouveau-Brunswick revêtent aussi de l'importance, mais il serait inopportun de leur en accorder une trop grande au détriment de l'ensemble des abonnés et des contribuables.

La voie à suivre

En raison des trois facteurs ci-dessous, il est difficile de formuler une recommandation sans équivoque au sujet de la marche à suivre :

a) Premièrement, le fait que les contrats avec EACL aient été soustraits au processus concurrentiel et la nécessité de tenir compte de la possibilité qu'ils soient trop coûteux et qu'ils exposent indûment Énergie NB (et donc le gouvernement provincial) à des risques financiers.

b) Deuxièmement, les renseignements au sujet des solutions de rechange faisant appel aux combustibles fossiles sont fondés sur des données de planification opérationnelle, et non sur des appels d'offres concurrentiels donnant lieu à des engagements contractuels à caractère obligatoire.

c) Troisièmement, l'importance qu'il faut accorder aux questions non économiques.

De toute évidence, il faudra que le processus soit transparent et qu'il permette de prendre une décision qui sera la bonne et qui pourra faire l'objet d'une vérification.

Voici ce qui est proposé :

Recommandation 12 :
Pour faire en sorte que le processus décisionnel soit transparent, factuel et vérifiable, il est proposé :

a) Qu'Énergie NB procède à un appel d'offres concurrentiel pour la production de 635 MW de capacité supplémentaire assortie d'un contrat à long terme d'approvisionnement en combustible;

b) Parallèlement, qu'Énergie NB renégocie les contrats qui la lient actuellement à EACL pour obtenir des prix et des conditions commerciales plus concurrentiels;

c) *Parallèlement, que le gouvernement invite les services publics d'énergie nucléaire à se manifester s'ils sont intéressés à acheter ou louer la centrale, en tout ou en partie, ou à conclure un partenariat avant ou après la remise à neuf de Point Lepreau;*

d) *Parallèlement, qu'on clarifie un certain nombre de questions notamment en réalisant un examen approfondi des besoins en électricité de la province, en vérifiant la pertinence d'imputer au projet de remise à neuf les coûts de l'énergie de remplacement et en déterminant l'importance qui doit être accordée aux enjeux non économiques, en particulier à la sécurité et à la diversité de l'approvisionnement en électricité.*

Il faudrait que toutes ces activités soient menées à terme d'ici l'automne 2004 de sorte qu'il soit possible de prendre une décision étayée par les faits au sujet de la future structure de production d'électricité dans la province.

Recommandations

Voici la liste des recommandations formulées dans les diverses parties du présent rapport :

1. *Il faudrait renégocier le fondement des contrats de remplacement des tubes et de remise à neuf pour en modifier les prix et les conditions commerciales.*

2. *Ces ententes devraient prévoir un « prix fixe » de façon à faire assumer à EACL le risque de l'actualisation.*

3. *À défaut de résilier le contrat, il faudrait revoir les conditions de l'entente relative au rendement de la centrale conclue avec EACL de façon à répartir équitablement les risques et les bénéfices.*

4. *Les négociations au sujet de l'entente relative au service de soutien à l'exploitation du réacteur CANDU devraient être rompues.*

5. *Le nouveau président et directeur général d'Énergie NB devrait passer en revue les ententes sur la gestion du projet dans le but de s'assurer premièrement que l'équipe d'Énergie NB dispose des compétences, de l'expérience et du leadership nécessaires et, deuxièmement, que les corrélations avec EACL permettent d'établir un contexte propice à la réussite du projet.*

6. *Énergie NB devrait prendre des dispositions pour l'achat de l'énergie de remplacement dans le but de réduire ses coûts et d'amoindrir les risques.*

7. *Les importants travaux d'immobilisation qui ont été repoussés après le début de la remise à neuf devraient être intégrés au projet.*

8. *Énergie NB devrait se concentrer davantage sur la réalisation des objectifs de l'INPO et de l'AMECN.*

9. *Énergie NB devrait mettre sur pied un comité chargé des questions nucléaires au sein de son conseil d'administration. Le président de ce comité devrait être un membre du conseil d'administration qui a une expérience autonome des centrales nucléaires.*

10. *Le gouvernement provincial devrait examiner les solutions de rechange possibles en ce qui concerne la propriété de Point Lepreau, y compris la location et les partenariats.*

11. *Le gouvernement du Nouveau-Brunswick doit réexaminer les avantages non économiques du projet de remise à neuf dans le but de déterminer l'importance qu'il faudrait leur accorder.*

12. *Pour faire en sorte que le processus décisionnel soit transparent, factuel et vérifiable, il est proposé :*

    a) *Qu'Énergie NB reçoive procède à un appel d'offres concurrentiel pour la production de 635 MW de capacité supplémentaire assortie d'un contrat à long terme d'approvisionnement en combustible;*

    b) *Parallèlement, qu'Énergie NB renégocie les contrats qui la lient actuellement à EACL pour obtenir des prix et des conditions commerciales plus concurrentiels;*

    c) *Parallèlement, que le gouvernement invite les services publics d'énergie nucléaire à se manifester s'ils sont intéressés à acheter ou louer la centrale, en tout ou en partie, ou à conclure un partenariat avant ou après la remise à neuf de Point Lepreau;*

    d) *Parallèlement, qu'on clarifie un certain nombre de questions notamment en réalisant un examen approfondi des besoins en électricité de la province, en vérifiant la pertinence d'imputer au projet de remise à neuf les coûts de l'énergie de remplacement et en déterminant l'importance qui doit être accordée aux enjeux non économiques, en particulier ceux de la sécurité et de la diversité de l'approvisionnement en électricité.*

Il faudrait que toutes ces activités soient menées à terme d'ici l'automne 2004 de sorte qu'il soit possible de prendre une décision étayée par les faits au sujet de la future structure de la production d'électricité dans la province.